

引用格式:高浩,蒲万芬,李一波,等.稠油油藏蒸汽驱后就地凝胶深部调驱实验研究[J].油气藏评价与开发,2020,10(6):58-64.

GAO H, PU W F, LI Y B, et al. Deep profile control experiment of in-situ gel after steam flooding in heavy oil reservoir[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(6):58-64.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.06.009

稠油油藏蒸汽驱后就地凝胶深部调驱实验研究

高浩¹,蒲万芬¹,李一波¹,罗强²,孙梓齐¹

(1.西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川 成都 610500;

2.中国石油新疆油田公司实验检测研究院,新疆 克拉玛依 834000)

摘要:新疆九.区稠油油藏埋深浅、强非均质性,在蒸汽驱后期存在高含水、低油汽比、蒸汽超覆和窜流严重、波及效率和原油采收率低的问题。为进一步提高原油采收率,研究了就地凝胶体系在蒸汽驱后期的深部调驱效果。首先采用频率—弹性模量扫描、电镜扫描、热重分析法(TG-DTG)分别评价了凝胶的成胶强度、微观结构和耐温性,其次开展三维物理模拟实验研究了凝胶的调驱效果。实验结果表明:原体系中添加增稠型纤维素,凝胶弹性模量由95.6 Pa提高至316 Pa,凝胶强度大大增强;凝胶的微观网状结构更加紧密,交联更牢固,稳定性增强;当温度升至160℃,凝胶的质量保留率达到90%以上,抗温能力提高。在蒸汽驱后期向高渗透层注入凝胶溶液并就地成胶后,注入压力和油汽比明显提高,含水率大幅度下降。波及系数和原油采收率分别提高了31.96%和14.07%。该就地凝胶能够胶结油砂,封堵高渗透层汽窜通道,有效地抑制了蒸汽汽窜和超覆。后续注入的蒸汽易进入低渗透层驱扫原油,波及效率和采收率大幅度增加,深部调驱效果显著。

关键词:稠油油藏;蒸汽驱;就地凝胶;深部调驱;采收率;波及效率

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Deep profile control experiment of in-situ gel after steam flooding in heavy oil reservoir

GAO Hao¹, PU Wanfen¹, LI Yibo¹, LUO Qiang², SUN Ziqi¹

(1.State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2.Research Institute of Experiment and Detection, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China)

Abstract: Xinjiang Nine-Six reservoir is a shallow and high-heterogeneity heavy oil reservoir. In the later stage of steam flooding, there are some problems such as high water cut, low oil-steam ratio, serious overlap and channeling of steam, low sweep efficiency and low oil recovery. In order to further enhance the oil recovery, the profile control performance through the application of in-situ gel system in the late stage of steam flooding has been studied. Firstly, the gelling strength, microstructure and temperature-resistance behavior of the in-situ gel have been estimated by frequency-elastic modulus scanning, electron microscope scanning and thermogravimetry (TG-DTG) respectively. Then the 3D physical simulation experiment has been carried out to investigate the gel's profile controlling performance. The experimental results show that after the addition of thickened cellulose in the original system, the gel's elastic modulus increases from 96.5 Pa to 316 Pa, indicating the great increase of gel strength. The microstructure of the gel is tighter, the cross-linking is stronger and the stability has been enhanced. Weight retention rate of the gel is higher than 90% as the temperature increases to 160℃, and the temperature-resistance has been improved. In the later stage of steam flooding, after injection of gel solution into high-permeability layer and its transformation into gel, the injection pressure and the oil/steam ratio increase remarkably while the water cut reduces dramatically. The sweep efficiency increases by 31.96% and the oil recovery by 14.07%. The in-situ gel can cement oil sand, and block the channeling path of high-permeability layer, which effectively suppresses the steam channeling and overlap. Subsequently, the injected steam can easily enter the low-permeability layer to displace crude oil, resulting in the drastically increasing of sweep efficiency and oil recovery, and indicating the remarkable profile control performance in deep parts.

Key words: heavy oil reservoir, steam flooding, in-situ gel, profile control in deep parts, oil recovery, sweep efficiency

收稿日期:2019-06-07。

第一作者简介:高浩(1991—),男,博士生,主要从事提高采收率理论及技术研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室B407室,邮政编码:610500。E-mail:gaohao6025@163.com

基金项目:中国石油科技创新基金研究项目“考虑裂缝热扩展行为的页岩油藏注气提高采收率机理研究”(2019D-5007-0212)。

我国稠油资源量丰富,注蒸汽仍是开发稠油最有效的方式之一^[1-2]。而稠油油藏大多属于胶结程度差、疏松的砂岩油藏,加之油藏非均质性强,油水之间的黏度和密度差异大,在蒸汽驱过程中纵向上蒸汽超覆严重,横向上指进现象使得蒸汽在高渗透层极易形成窜流通道,大大降低了蒸汽热利用率,导致蒸汽的波及范围有限,低渗透层不能被有效动用^[3]。在蒸汽驱后期往往存在地层压力下降快、油汽比低、产液含水率高等问题,导致最终采收率不高。

为了改善蒸汽驱开发效果,近年来国内外学者提出稠油热化学驱技术^[4-8],并认为在蒸汽驱过程中加入降黏剂、泡沫、凝胶、尿素、非凝析气体等化学添加剂进行辅助能够有效改善吸汽剖面、提高波及系数,从而达到提高稠油采收率的目的。虽然尿素和非凝析气体能够明显补充地层压力,但调驱效果较差;而泡沫的调驱能力有限,对于非均质性强的地层无法实现有效的深部调驱。就地凝胶体系注入到地层中并就地成胶后能够将疏松的岩石胶结起来,具有易注入、成胶强度大、耐高温好、封堵效率高等优点,能够有效封堵窜流通道、改善吸汽剖面^[9-11]。目前,蒸汽驱中主要以有机凝胶体系进行防窜封堵,这类凝胶多以酚醛树脂与多价金属离子为交联主剂,但這些交联主剂不仅成本昂贵且均有一定的毒性,对环境及作业人员安全造成严重的危害。因此研发廉价、环保型凝胶体系仍是目前需要攻克的方向^[12-13]。

本次研究所用的就地胶凝体系是在实验室自主研发的聚合物凝胶体系基础上加入了环保、廉价且来源广的增稠型纤维素,用以提高凝胶体系的抗温性和胶结能力。首先采用流变学方法和电镜扫描方法评价了凝胶的成胶强度和微观结构,其次采用热重分析法评价凝胶的耐温性能,最后开展三维物理模拟驱油实验研究该凝胶体系的调驱效果。研究结果对蒸汽驱后就地凝胶深部调驱技术在浅层、强非均质稠油油藏的实施具有一定指导意义。

1 实验部分

1.1 油藏背景

新疆九.区齐古组油藏位于克拉玛依市东北部50 km处,是一个典型的特稠油油藏。该油藏中部平均埋深200 m,原始地层压力2.38 MPa,压力系数1.19,原始地层温度18℃。储层含油岩性主要为胶结

疏松—中等的中细砂岩,油层孔隙度24.3%~37.4%,平均孔隙度29.8%;渗透率 $(359.8 \sim 6\,083) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均渗透率 $2\,014.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;平均含油饱和度74.6%,属于高孔、高渗储层。该油藏主力层分为上下两个层位,上部 J_3q^{2-1} 层为高渗层,下部 J_3q^{2-2} 为低渗层,中间发育薄且连续性差的隔夹层,层间非均质性差异大。经过近30年的注蒸汽开发,目前上层采出程度达到68.7%,下层采出程度仅为24.1%。现阶段开发存在纵向蒸汽超覆和高渗层窜通严重等问题,导致下部低渗层动用程度低,区块已进入了高含水、低油汽比开发中后期。因此,亟须采用深部调驱技术,有效增加低渗层动用程度,进一步提高原油采收率。

1.2 实验条件

主要实验材料:①实验用油为新疆油田九.区齐古组原油,其黏度为 $9\,830 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ (25℃、0.1 MPa);②就地凝胶体系所用主剂为AM单体(成都科隆化工有限公司),20万黏度增稠型HPMC400(山东泰瑞纤维素有限公司);③实验用蒸汽由蒸汽发生器产生,产生蒸汽温度为200℃,蒸汽干度保持在0.65~0.70;④填砂模型所用石英砂为20~40目和160~180目石英砂。

主要实验设备有:德国耐驰热重分析仪、安东帕高温高压流变仪、扫描电镜、Memmert可视化恒温干燥箱、ISCO高精度柱塞泵、三维填砂模型(内腔尺寸为40 cm×20 cm×10 cm),蒸汽发生器、DGM-III型多功能岩心驱替装置、活塞容器等。

1.3 实验内容及步骤

1.3.1 就地凝胶成胶后的成胶强度、微观结构以及耐温性能评价

本实验所用的就地凝胶体系是在室内原来研发的体系中加入增黏性强、稳定性好的HPMC400(环保可降解型纤维素),其配方为:8%~10% AM+1.5%~2.0% HPMC400+0.04%~0.05%交联剂+0.04%~0.05%引发剂。该体系可在40~120℃下成胶,成胶强度达到I级^[14],单岩心封堵率能达到98%以上。

该体系在室内成胶后,利用安东帕流变仪测试未添加HPMC400和添加HPMC400后凝胶的弹性模量,测试范围为0.1~1 000 Hz;利用扫描电镜观察未

添加 HPMC400 和添加 HPMC400 后凝胶的微观结构。利用差示扫描量热法测试凝胶的耐温性能^[15], 实验过程中升温速率为 5 °C/min, 温度范围 40~200 °C。将凝胶至于老化罐中在不同温度下(70 °C、100 °C、130 °C、160 °C 和 180 °C)老化 8 h, 并观察其形态。

1.3.2 深部调驱实验

根据九。区油藏实际条件, 利用三维物理模型, 通过填充两种不同目数石英砂模拟一个上部为高渗透层、下部为低渗透层的非均质油藏, 并用筛网模拟一个薄且不连续的夹层将上层与下层隔开, 模型的物理模拟参数见表 1。该模型上层渗透率为 $6\,349.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 下层渗透率为 $356.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均孔隙度 35.3%, 平均含油饱和度 85.5%, 层间渗透率级差为 17.8, 与实际油藏条件较为相似, 符合实验要求。

表 1 三维填砂模型的物理参数

Table 1 Physical parameters of 3D sand-packed model

层位	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	平均 孔隙度/%	总饱和油量/ mL	含油 饱和度/%	渗透率 级差
高渗	6 349.8	35.3	2 413.9	85.5	17.8
低渗	356.7				

建立三维填砂模型, 进行驱油实验。实验步骤如下:

- 1) 按照图 1 连接实验设备, 测定模型渗透率级差, 饱和油。
- 2) 根据九。区前期开发状况, 对模型进行前期蒸汽吞吐、蒸汽驱模拟开发。其中蒸汽驱开发分为两阶段: ①同时向高渗透层和低渗透层进行蒸汽驱, 驱至高渗透层含水率达到 98%; ②关闭高渗透层注入井, 从低渗透层进行蒸汽驱, 驱至产液含水达到 98%。
- 3) 向高渗透层注入 0.2PV 就地凝胶体系, 在模型剩余温度下成胶 24 h。

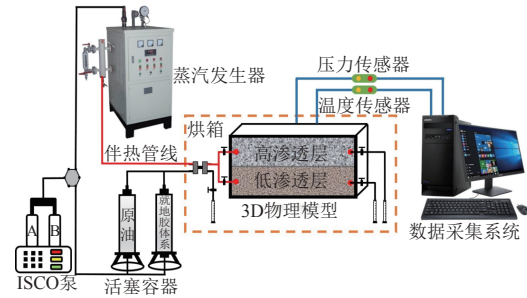


图 1 实验流程

Fig. 1 Experimental process

- 4) 后续从低渗透层继续进行蒸汽驱, 产液含水率达到 98%, 停止实验。

实验过程中, 注入蒸汽量以注入去离子水的体积计算, 注入流速为 10 mL/min。

2 实验结果与分析

2.1 就地凝胶体系成胶性能评价

2.1.1 就地凝胶体系成胶后的成胶强度和微观结构

加入 HPMC400 后, 就地凝胶溶液 20 °C 下黏度由 4.73 mPa·s 增加至 35.3 mPa·s。就地凝胶溶液黏度适当增加, 有利于注入过程中凝胶溶液在地层中均匀推进, 凝胶溶液在地层中分布更加均匀, 成胶面积更大, 封堵效率更高。

图 2 为加入 HPMC400 该就地凝胶溶液成胶后的弹性模量和微观结构对比。从图 2a 中可以看出, 加入 HPMC400 后凝胶的弹性模量 G' 显著增加。取 0.1~1.5 Hz 之间的稳定段平均值^[16], 未添加 HPMC400 凝胶的弹性模量 G' 为 95.6 Pa, 添加 HPMC400 凝胶的弹性模量 G' 达到 316 Pa, 添加 HPMC400 后凝胶的弹性模量为之前的 3 倍以上, 说明凝胶强度增加。图 2b 和图 2c 分别为未添加和添加 HPMC400 后凝胶的微观结构。可以看出加入 HPMC400 后, 凝胶交联

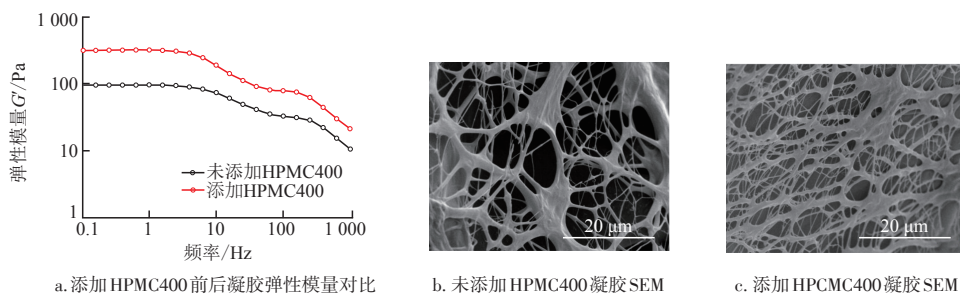


图 2 添加 HPMC400 前后凝胶的弹性模量和微观结构对比

Fig. 2 Comparison of elastic modulus and microstructure of gel before and after adding HPMC400

的网状结构更加均匀、密实,交联节点增加使得网间的洞穴尺寸变小,交联结构更加牢固,凝胶稳定性增强。

2.1.2 就地凝胶体系成胶后的耐温性能

就地凝胶体系成胶后的TG曲线以及不同温度下老化8 h后的形态见图3。在一定温度范围内,AM单体在交联剂和引发剂的作用下,通过共价键胶结并形成具有一定抗温抗剪切强度的固态凝胶,因此,在该温度范围内凝胶质量随着温度的升高损失较小,TG曲线缓慢下降;当超过凝胶的耐温点后,TG曲线出现拐点,凝胶开始大量脱水,质量快速减小。这是因为凝胶此时由不流动的固态变为可流动的液态或半固态,凝胶开始失效,胶结能力变差,因此TG曲线拐点处的温度可以认为是凝胶的失效温度。图3a中对比了添加和未添加纤维素凝胶的TG曲线,可以看出同一温度下凝胶添加纤维素的质量明显高于未添加纤维素,成胶后的凝胶抗温性提高了17.8℃,质量保留率提高了9.7%,说明添加纤维素后凝胶的抗温性能增加,稳定性增强。

图3b中通过TG-DTG曲线详细分析了实验所用

凝胶体系成胶后的抗温性能。可以看出:当温度升高到107.5℃,凝胶质量仅损失了3.6%,质量保留率达到了96.4%;当温度增加至162.5℃,凝胶质量保留率也超过90%。当温度超过162.5℃,凝胶开始失效,质量随温度增加而迅速减小。图3c为不同温度下凝胶老化8 h后的形态。可以看出该凝胶在70~130℃下呈固态,100℃以下展现出极好的弹性,具有很强的抗拉性和胶结能力,在130℃下凝胶呈现出脆性,抗拉能力减弱,但仍具有一定的胶结能力;在160℃下凝胶变为黏性流体,具有流动性,胶结能力大幅度下降,180℃下凝胶失效,完全丧失胶结能力。热重实验和老化实验的结果共同表明:该凝胶抗温能力能达到160℃,表现出良好的胶结能力,能够满足蒸汽驱后期封堵窜流通道,实现油藏深部调驱的要求。

2.2 深部调驱实验结果与分析

2.2.1 注入压力、含水率、油气比和驱油效率随注入蒸汽量的变化

实验前期蒸汽吞吐采收率为10.95%,注入压力

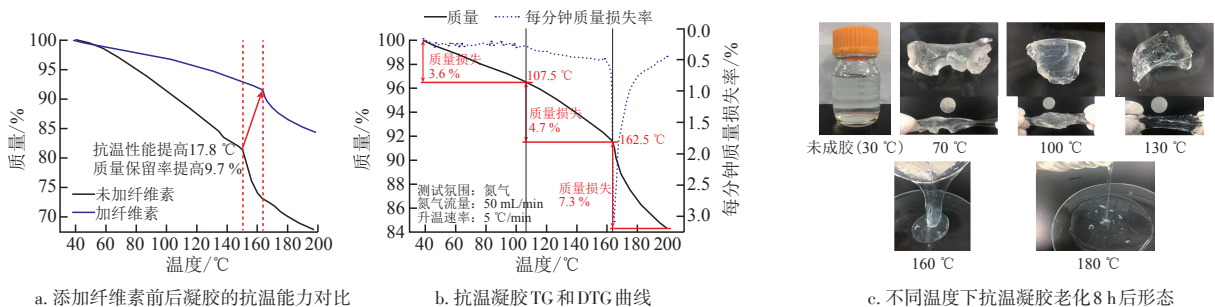


图3 抗温凝胶的TG曲线和不同温度下老化8 h后的形态

Fig. 3 TG curve and appearance of temperature-resistant gel under different temperatures after aging for 8 hours

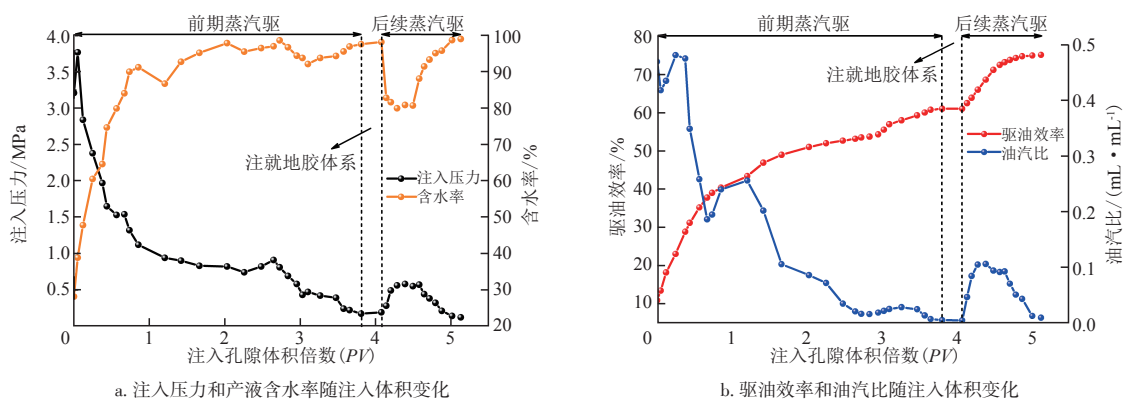


图4 就地凝胶调驱前后的驱油效果

Fig. 4 Displacement performance of in-situ gel before and after profile control

为 3.21 MPa, 模拟油藏条件符合九区现场开展蒸汽驱条件。整个蒸汽驱过程中注入压力、产液含水率、油气比和驱油效率随注入蒸汽量的变化见图 4。在前期蒸汽驱阶段, 随着注入 PV 数增加, 注入压力由 3.21 MPa 逐渐下降至 0.17 MPa, 产液含水率较快地上升到 98% 以上, 油气比降低至 0.005, 驱油效率由最初的较快增加到趋于平稳。前期蒸汽驱段共注入蒸汽量 3.8PV, 累计采收率达到 60.78%, 提高采收率幅度为 49.83%。向高渗透层注入就地凝胶体系并就地成胶后进行后续蒸汽驱, 发现注入压力明显回升, 产液含水率显著下降, 油气比由 0.005 最大增加至 0.13。后续注入 1.05PV 蒸汽, 累计采收率达到 75.14%, 原油采收率提高了 14.07%。调驱前后实验数据表明, 凝胶封堵高渗透层后增加了蒸汽驱的注入压力, 能够促使蒸汽向模型深处波及, 启动蒸汽未波及区域的原油, 反映在产出端即是产液含水率下降、油气比提高, 原油采收率大幅度增加。

2.2.2 温度及残余油饱和度分布变化

注入就地凝胶体系前后模型的砂层温度和残余油分布见图 5。从图 5a 中可以看出: 由于模拟油藏纵向非均质性较强, 加之原油和蒸汽密度差异较大, 在前期蒸汽驱阶段注入的蒸汽会迅速向上超覆并沿上层顶部向生产井方向推进^[7], 发育的蒸汽腔呈典型的“半漏斗状”。上层顶部区域的原油受热后黏度大大降低、流动性增强, 易流至生产井被驱出, 因此该区域的油砂被驱扫的较为干净, 残余油饱和度较低。

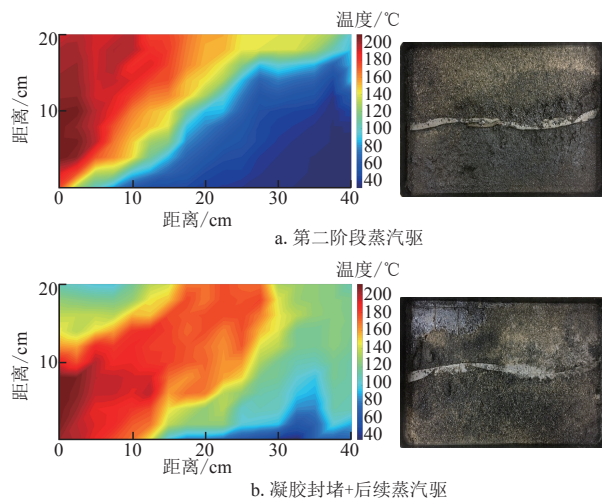


图 5 调驱前后模型的温度和残余油分布

Fig. 5 Temperature and residual oil distribution of model before and after profile control

在前期蒸汽驱阶段的后期, 注入井端温度为 180 °C, 生产井温度达到 80 ~ 90 °C, 距离生产井 5 ~ 35 cm 处, 模型砂层温度为 170 ~ 120 °C。沿上层顶部已经明显形成了一条温度带, 表明蒸汽沿高渗层顶部已经发生窜通。蒸汽窜通后导致注入压力大大降低, 后续注入更多的蒸汽只会沿着汽窜通道推进, 生产井产液含水率高、油气比和蒸汽利用率低。模型下部的砂层温度大多为 30 ~ 50 °C, 说明蒸汽无法波及到该区域, 原油很难被加热降黏, 稠油流动性差, 难以被驱至生产井采出, 因此油砂颜色较深, 残余油饱和度较高。由于蒸汽无法波及驱扫到下部低渗透层, 导致该区域原油动用程度差。若继续实施蒸汽驱, 原油采收率很难被进一步提高。

从图 5b 中的模型温度分布可以看出, 就地凝胶在高渗透层成胶后再实施后续蒸汽驱, 蒸汽主要的流动方向发生了明显变化。与上一阶段相比, 蒸汽超覆的倾角变小, 下部油藏的受热面积明显增加。下部油藏受热后原油黏度降低被采出, 油砂颜色变浅, 残余油饱和度显著降低。这是由于凝胶能将高渗透层的油砂胶结起来, 一方面能够封堵已经形成的窜流通道, 提高了蒸汽注入压力; 另一方面降低了油藏纵向上的渗透率差异, 有效减小了蒸汽超覆, 增加了蒸汽沿生产井方向的波及范围, 提高了蒸汽的波及效率和下部油藏的动用程度。

2.2.3 波及效率及油砂胶结情况

将图 5 中的残余油分布进行二值化处理(基于 Matlab m 语言)^[18], 可得黑白二值图像, 见图 6。图 6 中白色部分代表残余油饱和度较低区域, 黑色部分

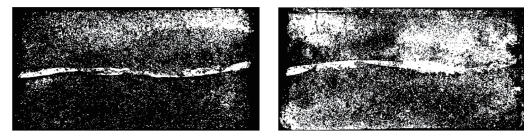


图 6 调驱前后残余油分布

Fig. 6 Black and white images of residual oil distribution before and after profile control

表 2 调驱前后的面积波及系数

Table 2 Areal sweep efficiency before and after profile control

驱油阶段	面积波及系数		总面积波及系数 %
	高渗	低渗	
前期蒸汽驱	16.36	2.93	19.29
后续蒸汽驱	34.71	16.54	51.25

代表残余油饱和度较高或者未动用区域。通过计算黑白二色所占面积,可得到调驱前后上层和下层的面积波及系数,结果见表2。前期蒸汽驱阶段,高渗层面积波及系数为16.36%,低渗层面积波及系数为2.93%,总面积波及系数仅为19.29%。调驱后高渗层面积波及系数为34.71%,低渗层面积波及系数为16.54%,总面积波及系数达到了51.25%。调驱前后,蒸汽驱的面积波及系数提高了31.96%,就地凝胶深部调驱提高波及效率效果显著。

从油砂取样(图7)可以看出:高渗层松散的油砂能在成胶作用下胶结成块状,凝胶在砂粒之间交联且呈明显的“拉丝状”。油砂胶结后,一方面能够堵塞蒸汽窜流通道,增大渗流阻力,改善注入井吸汽剖面;另一方面能够阻止松散的砂粒运移,防止油井出砂、堵塞井眼,对产油也具有积极的作用。再者,可以看出该就地凝胶体系在整个高渗层都产生胶结作用,说明注入凝胶溶液在高渗层分布均匀,胶结范围大,防窜堵塞效率高。

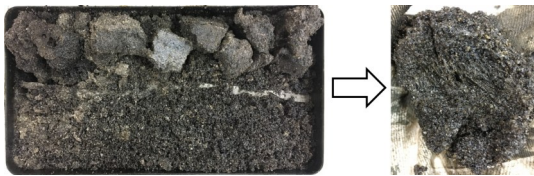


图7 高渗透层油砂的胶结情况

Fig. 7 Cementing performance of oil sand samples in high-permeability layer

深部调驱的关键在于凝胶能够对高渗层汽窜通道产生高效率封堵,致使后续注入蒸汽向油藏深部波及并驱扫原油^[19-21]。结合九。区油藏目前开发现状及存在的问题,该油藏上部高渗层已经发生窜通,蒸汽无法波及到油藏深部,导致下部低渗层动用程度较低。因此能够改变这一现状,促进蒸汽向下部低渗层波及,增加下部低渗层动用程度从而进一步提高原油采收率,即达到了深部调驱作用。从实验效果来看,该凝胶体系能够达到较好的深部调驱效果。

3 结论

1) 体系中加入增黏型纤维素,凝胶弹性模量提高2倍以上,凝胶强度大大增加,其微观网状结构交联更加牢固,稳定性增强,抗温能力显著提高。

2) 利用该就地凝胶调驱,注入压力和油汽比明显回升,产液含水率下降,波及系数和原油采收率较

调驱前分别提高31.96%和14.07%,原油累计采收率达到75.14%。

3) 就地凝胶体系能胶结油砂,能够封堵高渗透层汽窜通道,有效抑制了蒸汽窜流和超覆。后续注入的蒸汽能够进入低渗透层,增加了低渗透层动用程度,提高了波及效率和原油采收率,深部调驱作用显著。

4) 针对九。区油藏目前蒸汽驱存在的问题,建议采用就地凝胶体系进行深部调驱。

参考文献

- [1] GUO K, LI H L, YU Z X. In-situ heavy and extra-heavy oil recovery: A review[J]. *Fuel*, 2016, 185: 886-902.
- [2] DONG X H, LIU H Q, CHEN Z X, et al. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection[J]. *Applied Energy*, 2019, 239: 190-1211.
- [3] LYU X C, LIU H Q, PANG Z X, et al. Visualized study of thermochemistry assisted steam flooding to improve oil recovery in heavy oil reservoir with glass micromodels[J]. *Fuel*, 2018, 218: 118-126.
- [4] 廖辉,吴婷婷,邓猛,等.稠油热化学驱提高采收率机理及应用研究进展[J]. *当代化工*, 2019, 48(11): 2623-2625.
- [5] 王传飞,吴光焕,韦涛,等.薄层特超稠油油藏氮气与降粘剂联合蒸汽辅助重力泄油物理模拟实验[J]. *油气地质与采收率*, 2017, 24(1): 80-85.
- [6] WANG C F, WU G H, WEI T, et al. Physical simulation experiment of nitrogen gas and dissolve solvent aided SAGD for thin formation and extra-super heavy oil reservoir[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(1): 80-85.
- [7] PANG Z X, LIU H Q, ZHU L. A laboratory study of enhancing heavy oil recovery with steam flooding by adding nitrogen foams[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, 128: 184-193.
- [8] 高浩.九。区齐古组稠油油藏CO₂辅助蒸汽驱油实验研究[D].成都:西南石油大学,2018.
- [9] GAO H. Experimental research of CO₂-assisted steam flooding on heavy oil reservoir in qigu group of nine-six block[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [10] 李文会,刘鹏程,沈德焯,等.稠油油藏尿素泡沫辅助蒸汽驱三维物理模拟实验[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(4): 118-122.
- [11] LI W H, LIU P C, SHEN D H, et al. Three-dimension physical simulation experiment of urea-foam assisted steam flooding in heavy oil reservoir[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(4): 118-122.
- [12] 胡勇,张运来,张吉磊,等.秦皇岛32-6油田稠油油藏弱凝胶调驱技术研究及应用[J]. *石油地质与工程*, 2019, 33(3): 109-114.
- [13] HU Y, ZHAN Y L, ZHANG J L, et al. Research and application

- of weak gel profile control flooding technology in heavy oil reservoirs of 32-6 oilfield in Qinhuangdao[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2019, 33(3): 109-114.
- [10] 冯祥, 宫汝祥, 王莉. 温敏凝胶辅助多元热流体防窜机理及在渤海油田的应用[J]. *石油地质与工程*, 2019, 33(1): 108-111.
FENG X, GONG R X, WANG L. Mechanism of multivariate thermal fluid channeling prevention assisted by temperature sensitive gel and its application in Bohai oilfield[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2019, 33(1): 108-111.
- [11] 张弦, 王海波, 刘建英. 蒸汽驱稠油井防汽窜高温凝胶调堵体系试验研究[J]. *石油钻探技术*, 2012, 40(5): 82-87.
ZHANG X, WANG H B, LIU J Y. Experimental study of high-temperature resistant gel system for anti-steam channeling in steam flooding heavy oil well[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2012, 40(5): 82-87.
- [12] 卢大伟, 毛国梁, 李庆松, 等. 稠油蒸汽驱封窜剂研究进展[J]. *化工科技*, 2016, 24(2): 83-86.
LU D W, MAO G L, LI Q S, et al. Research progress of channeling blocking agent of viscous crude oil steam flooding[J]. *Science & Technology in Chemical Industry*, 2016, 24(2): 83-86.
- [13] 何子昂, 周志军, 冯守宇. 有机铬凝胶体系在中高温低渗透区块的优化实验[J]. *当代化工*, 2019, 48(7): 1487-1490.
HE Z A, ZHOU Z J, FENG S Y. Optimization experiment of organic chromium system in middle-high temperature and low permeability block[J]. *Contemporary Chemical Industry*, 2019, 48(7): 1487-1490.
- [14] KOJIMA Y, USUKI A, KAWASUMI M, et al. Mechanical properties of nylon 6-clay hybrid[J]. *Journal of Materials Research*, 1993, 8(5): 1185-1189.
- [15] 陈立峰. 丙烯酰胺冻胶堵剂脱水机理研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2016.
CHEN L F. Research on syneresis mechanism of acrylamide gel[D]. Qiangdao: China University of Petroleum(East China), 2016.
- [16] 季晓靖. 河道砂油藏调剖改善水驱效果研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2016.
JI X J. Study on profile controlling to improve water flooding performance in channel sand reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [17] WANG Y Z, LIU H Q, PANG Z X, et al. Visualization study on plugging characteristics of temperature-resistant gel during steam flooding[J]. *Energy & Fuels*, 2016, 30(9): 6968-6976.
- [18] PU W F, ZHAO S, WANG S, et al. Investigation into the migration of polymer microspheres(PMs) in porous media: Implications for profile control and oil displacement[J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2018, 540: 265-275.
- [19] WANG C J, LIU H Q, WANG J, et al. A novel high-temperature gel to control the steam channeling in heavy oil reservoir[C]// paper SPE-170049-MS presented at the SPE Heavy Oil Conference-Canada, 10-12 June, 2014, Calgary, Alberta, Canada.
- [20] WANG C J, LIU H Q, ZHENG Q, et al. A new high-temperature gel for profile control in heavy oil reservoirs[J]. *Journal of Energy Resources Technology*, 2015, 138(2): 022901.
- [21] PAN G M, CHEN J B, ZHANG C Q, et al. Combined technology of weak gel flooding assisting thermal huff and puff enhances oil recovery for offshore heavy oil field[C]// paper SPE-181626-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-28 September, 2016, Dubai, UAE.

(编辑 尹淑容)

(上接第57页)

- LIUI Y, LIU C Z. Mechanism of enhancing oil displacement efficiency by viscoelastic polymer solution[J]. *Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science)*, 2007, 31(2): 91-94.
- [15] 王德民, 程杰成, 杨清彦. 黏弹性聚合物溶液能够提高岩心的微观驱油效率[J]. *石油学报*, 2000, 21(5): 45-51.
WANG D M, CHEN J C, YANG Q Y. Viscous-elastic polymer can increase micro-scale displacement efficiency in core[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2000, 21(5): 45-51.
- [16] 夏惠芬, 张九然, 刘松原. 聚丙烯酰胺溶液的黏弹性及影响因素[J]. *大庆石油学院学报*, 2011, 35(1): 37-41.
XIA H F, ZHANG J R, LIU S Y. Viscoelasticity and factors of polymer solution[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2011, 35(1): 37-41.
- [17] 王德民, 王刚, 吴文祥. 黏弹性驱替液所产生的微观力对驱油效率的影响[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2008, 23(1): 43-55.
WANG D M, WANG G, WU W X. Influence of the micro-force produced by viscoelastic displacement liquid on displacement efficiency[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2008, 23(1): 43-55.

(编辑 李青)